

ANÁLISIS DE ALIVIO DE CARGA POR BAJA  
FRECUENCIA APLICANDO A SISTEMAS  
AISLADOS CON ENERGÍA RENOVABLE PARA  
MINIMIZAR EL RANGO DE CAMBIOS DE  
FRECUENCIA



# ANÁLISIS DE ALIVIO DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA APLICANDO A SISTEMAS AISLADOS CON ENERGÍA RENOVABLE PARA MINIMIZAR EL RANGO DE CAMBIOS DE FRECUENCIA

Alex Mauricio Ayo López  
Egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica  
Facultad de Ingenierías  
Universidad Politécnica Salesiana

*Dirigido por:*  
Diego Francisco Carrión Galarza  
Jefe del Área de Investigación  
Facultad de Ingenierías  
Universidad Politécnica Salesiana



Quito - Ecuador

Datos de Catalogación Bibliográfica

Alex Mauricio Ayo López

**ANÁLISIS DE ALIVIO DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA APLICANDO A SISTEMAS AISLADOS CON ENERGÍA RENOVABLE PARA MINIMIZAR EL RANGO DE CAMBIOS DE FRECUENCIA**

Universidad Politécnica Salesiana  
Ingeniería Eléctrica

Breve reseña historia e información de contacto:



**Alex Mauricio Ayo López** (A'1990-M'08). Bachiller técnico, de la especialidad Electricidad Electrónica. Egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Miembro Estudiantil del Grupo de Investigación en Redes Eléctricas Inteligentes-GIREI. Su trabajo se basa en técnicas de simulación y modelado de optimización para redes eléctricas, líneas de transmisión y sistemas de generación. Sus intereses de investigación incluyen Smart Grid, líneas de transmisión, sistemas de generación y modelos de optimización matemática.

[aayo@est.ups.edu.ec](mailto:aayo@est.ups.edu.ec)

Dirigido por:



**Diego Francisco Carrión Galarza** (A'1981-M'10). Nació en Quito, Ecuador en 1981. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico en la Universidad Politécnica Salesiana en 2010. Obtuvo su título de Master en Energías Renovables en la Universidad de la Fuerzas Armadas. Actualmente está cursando sus estudios doctorales en Ingeniería en la Universidad Pontificia Bolivariana – Medellín – Colombia y es miembro del grupo de investigación en redes eléctricas inteligentes (GIREI). Sus áreas de interés son los sistemas de transmisión eléctricos.

[dcarrion@ups.edu.ec](mailto:dcarrion@ups.edu.ec)

Todos los derechos reservados:

Queda Prohibida, salvo excepción prevista en la Ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

**DERECHOS RESERVADOS**

©2015 Universidad Politécnica Salesiana  
QUITO – ECUADOR

## DEDICATORIA.

*Alex Mauricio Ayo López*

*A mis padres Sonia y Luis Enrique que han sido pilares en mi vida, por sus esfuerzos y sacrificios, por ser los guías en el camino. Dios les pague por sus esfuerzos, su amor, gracias por la vida y por su constancia.*

*A mi hermana, quien ha sabido motivarme para saber salir, gracias y continúa aún el camino esta largo.*

*A mis abuelos por haber sido los que impulsaron y motivaron todos mis pequeños “inventos” de la infancia, gracias por su testimonio de vida y por ser la fuente de todo lo que ahora soy.*

*A mis amig@s, herman@s, compañer@s de camino por todas las simples cosas, las grandes aventuras. A quienes han sido concejeros y guías. A quienes compartieron lágrimas, risas y energía, hoy y siempre, Dios les pague.*

*A Dios ya que sin el nada es posible.*

## **AGRADECIMIENTO.**

*Alex Mauricio Ayo López*

*Agradezco especialmente al Ing. Diego Carrión, tutor del presente trabajo, por su orientación, aportes, colaboración, paciencia y ayuda oportuna para lograr no solo cumplir los objetivos de este proyecto. Agradecimiento profundo al Ing. Diego Arias que fue quien inspiro la esencia del presente proyecto y guió gran parte de los aspectos técnicos. Gracias por haber sabido compartir su ciencia y conocimiento. De igual manera, agradezco a la Universidad Politécnica Salesiana, institución que me formo como humano, persona y estudiante, sobre todo a los buenos docentes que a lo largo de estos años han logrado compartir su experiencia y conocimiento. Al Grupo de Investigación GIREI del cual forme parte, por lograr transmitir una cultura de investigación en la carrera, logrando hasta el momento buenos resultados.*

### **DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A**

Yo, DIEGO FRANCISCO CARRIÓN GALARZA declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación (*Análisis de Alivio de Carga por Baja Frecuencia Aplicando a Sistemas Aislados con Energía Renovable para Minimizar el Rango de Cambios de Frecuencia*) realizado por (Alex Mauricio Ayo López), obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, noviembre 2015

.....

Diego Francisco Carrión Galarza

Cédula de identidad: 1713703062

## **CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR**

Yo, Alex Mauricio Ayo López, con documento de identificación N° 1718451618, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor/es del trabajo de grado/titulación intitulado: “Análisis de Alivio de Carga por Baja Frecuencia Aplicando a Sistemas Aislados con Energía Renovable para Minimizar el Rango de Cambios de Frecuencia”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente. En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Firma

.....

Nombre: Alex Mauricio Ayo López

Cédula: 1718451618

Fecha: noviembre, 2015



## ***GLOSARIO***

### **A**

**ALIVIO DE CARGA (LOAD SHEDDING):** Se define como la desconexión de energía eléctrica deliberada en una parte del sistema eléctrico, generalmente usado para evitar fallos en el resto del sistema cuando se produce algún fenómeno de generación- carga [1].

### **D**

**DISTRIBUCIÓN:** Etapa del sistema eléctrico donde la energía es suministrada a los centros de consumo [1].

**DEMANDA ELÉCTRICA:** Es la velocidad a la cual la energía es entregada a las cargas y los puntos programados de generación, transmisión y distribución.

### **E**

**ENERGÍA RENOVABLE:** Recursos energéticos naturales, con limitaciones en la cantidad de energía disponible en unidad de tiempo, estos pueden ser: biomasa, hidráulica, geotérmica, solar, eólica, térmica de los océanos, mareomotriz [1].

### **F**

**FRECUENCIA:** Se establece como la cantidad de ciclos completos de una onda eléctrica calculado en un periodo de tiempo que generalmente es en segundo, siendo este valor nominal de 60 ciclos/segundo [Hz] [1].

### **G**

**GENERACIÓN ELÉCTRICA:** Se produce en máquinas capaces de transformar algún tipo de fuente primaria o secundaria de energía en energía eléctrica [1].

**GENERACIÓN DISTRIBUIDA:** Etapa generadora que se localiza cerca de la carga y su destino es poner al servicio de otros usuarios. Su característica principal es la interconexión con la etapa de distribución o sub transmisión del sistema eléctrico [1].

### **I**

**INERCIA:** Energía almacenada en una máquina eléctrica que permite su respuesta mecánica para responder ante una variación en la velocidad síncrona [2].

### **P**

**POTENCIA ELÉCTRICA:** Se conoce como la relación de paso de energía de un flujo de partículas (electrones) por unidad de tiempo, misma que puede ser consumida o entregada, medida en vatios [W] [1].

### **R**

**RATE OF CHANGE OF FREQUENCY (ROCOF):** Rango de cambio de frecuencia, es la variación de frecuencia del sistema o de una máquina debido a perturbaciones entre generación-carga [3].

**REGULACIÓN DE FRECUENCIA:** Involucra la respuesta del sistema, mediante un control cerrado de frecuencia que asegure una adecuada velocidad en las máquinas síncronas así como un control de requerimiento de generación que mantenga estable la frecuencia del sistema dentro de valores nominales [4].

**RESERVA EN GIRO:** Capacidad de recursos de generación eléctrica del sistema o de una máquina que cubran con las necesidades no satisfechas por el control primario de frecuencia, de modo que sea capaz de seguir la demanda del sistema [5].

## S

**SMART GRID:** Red eléctrica inteligente, que comprende la implementación de elementos de medición, monitoreo, comunicación y operación con el fin de mejorar la eficiencia, confiabilidad, calidad o seguridad del sistema eléctrico [1].

**SISTEMA AISLADO:** Es parte de una red eléctrica que posee sus propios sistemas de generación, transmisión y distribución pero que actúan de forma independiente con respecto a la red [1].

## **INDICE GENERAL**

<i>GLOSARIO</i> .....	
<i>INDICE GENERAL</i> .....	
<i>INDICE DE FIGURAS</i> .....	
<i>INDICE DE TABLAS</i> .....	
<i>TÍTULO DE LA INVESTIGACIÓN</i> .....	1
<i>RESUMEN DEL PROYECTO</i> .....	1
<i>ABSTRACT</i> .....	1
<i>INTRODUCCIÓN</i> .....	2
<i>Planteamiento del Proyecto</i> .....	2
1. <i>ESTADO DEL ARTE</i> .....	4
2. <i>OBJETIVOS</i> .....	7
<i>OBJETIVO GENERAL</i> .....	7
<i>OBJETIVOS ESPECÍFICOS</i> .....	7
3. <i>METODOLOGÍA</i> .....	7
3.1 <i>Metodología Matemática del procedimiento de UFLS desarrollado</i> .....	7
3.2 <i>Metodología aplicada del UFLS desarrollado</i> .....	10
4. <i>DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN</i> .....	11
4.1 <i>Respuestas del Sistema ante Variaciones de Frecuencia</i> .....	11
4.1.1 <i>Características Convencionales de la Reserva en Giro</i> .....	11
4.1.2 <i>Respuesta de la Frecuencia del Sistema</i> .....	12
4.1.3 <i>Comportamiento Característico del Sistema</i> .....	13
4.1.4 <i>Efectos de la Generación Eólica en el Sistema</i> .....	15
4.1.4.1 <i>Inercia Sintética</i> .....	16
4.1.4.2 <i>Cambio en el Estado del Sistema por Inercia Sintética</i> .....	16
4.2 <i>Respuestas del Sistema ante Variaciones de Frecuencia</i> .....	17
5. <i>RESULTADOS ESPERADOS</i> .....	18
5.1 <i>Sistema de Prueba Didáctico</i> .....	18
5.2 <i>Sistema de Prueba Aplicado a Islas Galápagos</i> .....	21
5.2.1 <i>Caso de máxima demanda día</i> .....	23
6. <i>ESTRATEGIA PARA LA DIVULGACIÓN DE LOS RESULTADOS</i> .....	27
7. <i>SECTORES BENEFICIADOS</i> .....	27
8. <i>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</i> .....	28
9. <i>REFERENCIAS</i> .....	29

## ***INDICE DE FIGURAS***

Figura 1. Ejemplo de red eléctrica aislada con energía renovable y base de generación convencional .....	3
Figura 2. Metodología Tradicional de Load Shedding .....	10
Figura 3. Metodología de determinación $df/dt$ para el método desarrollado.....	11
Figura 4. Respuesta del sistema para una pérdida de generación o adición de carga. ....	13
Figura 5. Reducción de Frecuencia- Carga.....	14
Figura 6. Estructura de relé ROCOF e interacción con el cálculo de Baja Frecuencia .....	18
Figura 7. Comportamiento de la variación $df/dt$ en el proceso tradicional (a) y optimizado (b) de UFLS. ....	20
Figura 8. Comportamiento de UFLS en el proceso tradicional (a) y optimizado (b). ....	20
Figura 9. Comportamiento de generadores en el proceso tradicional (a) y optimizado (b)...	21
Figura 10. Diagrama unifilar del sistema eléctrico de las Islas Galápagos. ....	22
Figura 11. Comportamiento de la variación $df/dt$ en el proceso tradicional (a) y optimizado (b) de UFLS. ....	24
Figura 12. Comportamiento de generadores del sistema en el proceso tradicional (a) y optimizado (b) de UFLS.....	25
Figura 13. Comportamiento de cargas del sistema en el proceso tradicional (a) y optimizado (b) de UFLS. ....	26
Figura 14. Comportamiento de la reserva en giro durante el proceso tradicional (a) y optimizado (b) de UFLS.....	27

## ***INDICE DE TABLAS***

Tabla 1. Matriz de estado del arte .....	4
Tabla 2. Resumen e Indicadores del estado del arte .....	6
Tabla 3. Condiciones Iniciales del Sistema .....	19
Tabla 4. Pasos de desconexión y resultados esperados en procedimiento tradicional (a) y optimizado (b).....	19
Tabla 5. Elementos del sistema .....	22
Tabla 6. Restricciones del sistema .....	23
Tabla 7. Pasos de desconexión y resultados esperados en procedimiento (a) tradicional y (b) optimizado .....	23

## ***TÍTULO DE LA INVESTIGACIÓN***

### ***ANÁLISIS DE ALIVIO DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA APLICANDO A SISTEMAS AISLADOS CON ENERGÍA RENOVABLE PARA MINIMIZAR EL RANGO DE CAMBIOS DE FRECUENCIA***

## ***RESUMEN DEL PROYECTO***

Este documento presenta un análisis del comportamiento de alivio de carga por baja frecuencia en los sistemas eléctricos aislados con base de generación térmica e intrusión de energías renovables. En donde se estudió el efecto de perturbaciones en la frecuencia del sistema debido a cambios en la generación- carga y como ante una perturbación grave la desconexión de carga influye para estabilizar la frecuencia del sistema.

Con el fin de calibrar los relés de frecuencia para que realicen la desconexión de carga en cada paso de accionamiento se usa el proceso de optimización no lineal de gradiente reducido generalizado, que permitió extraer valores mínimos de cambio de frecuencia ante una perturbación, y que a la vez calculó el porcentaje de carga adecuado a desconectarse en cada paso del relé, evitando una desconexión de carga innecesaria.

Es así que el efecto de la desconexión de carga en los sistemas estudiados permite también observar cómo influye la presencia o ausencia de generación renovable en el sistema, así como el impacto de estas fuentes de generación en la frecuencia del sistema tanto en estado estable como ante una perturbación.

## ***ABSTRACT***

This paper presents an analysis of the behavior of under frequency load shedding in isolated power systems based thermal generation and renewable energy intrusion. Wherein the effect of disturbances was studied in the system frequency due to changes in the load- generation and as a serious disturbance influences load shedding to stabilize the system frequency.

In order to calibrate the frequency relays to perform load shedding every step drive using the nonlinear optimization process generalized reduced gradient, which allowed to extract minimum values of frequency change to a disturbance, and simultaneously calculate the suitable loading rate in each step to disconnect the relay, avoiding unnecessary burden off.

Thus the effect of load shedding in the studied systems also allows us to see how it affects the presence or absence of renewable generation in the system and the impact of these sources of generation to the system frequency in steady state as to a disturbance.

## **INTRODUCCIÓN**

### ***Planteamiento del Proyecto***

Un sistema eléctrico requiere que la frecuencia se encuentre en ciertos rangos permitidos para que el sistema continúe en su estado normal de funcionamiento, asegurando la normalidad y continuidad de operación del sistema. Es así que para sistemas eléctricos con una limitada generación de energía, una lenta respuesta de las máquinas destinadas a regulación y un sistema de transmisión limitado, son los más propensos a una inestabilidad de frecuencia frente a una perturbación [6].

El estado normal de operación del sistema es afectado principalmente por cambios de potencia en la generación-demanda, muchos de ellos siendo eventos no previstos por el sistema, introduciendo así incertidumbre, provocando que centrales de generación, subestaciones de transformación, líneas de transmisión y sistemas de distribución activen procedimientos de preservación destinados a mantener la frecuencia de operación dentro de una banda predefinida, evitando así desconexiones progresivas que terminen en apagón total del sistema (*blackout*) [6], [7].

Una de las principales variables a tomar en cuenta previo al procedimiento de la desconexión de carga es la reserva en giro de las máquinas generadoras y la capacidad del sistema para reaccionar ante eventos anormales para llevar a cabo los procesos de recuperación de estabilidad del sistema [8], [9], [10], [11]. Ante este riesgo los sistemas eléctricos, sobre todo los sistemas eléctricos aislados han recurrido a cambios en la generación eléctrica incluyendo generación distribuida o generación renovable en la configuración de la red, aportando así a la suficiencia de generación eléctrica.

Sin embargo, estos elementos también introducen características de incertidumbre por el comportamiento de los componentes electrónicos que poseen, donde la respuesta de la frecuencia ante la desconexión de carga posee características casi estables y de estado permanente, distintas a las esperadas en sistemas de generación convencional [6], [7], [12], [13].

La estabilidad de frecuencia del sistema eléctrico ha sido estudiada a partir de la compensación de generación-carga, por lo cual, inicialmente la pérdida de velocidad en máquinas generadoras, la caída de una línea, la falta de reserva rodante eran factores no estudiados para fenómenos de inestabilidad. Sin embargo al expandir la red y poseer más carga de la prevista fenómenos de desconexión de carga sobre los sistemas eléctricos se acentuaron llevando al desarrollo de protocolos de alivio de carga para mitigar los desbalances, pero, sin pasar de ser acciones intuitivas y poco confiables [6], [14].

Para los años 1950 a 1980 investigadores como Kundur o Yao-nan Yu procesan y modelan el tratamiento dinámico del sistema eléctrico de potencia, permitiendo que los análisis de

operación que influyen en problemas de estabilidad del sistema puedan ser solucionados desde la acción de controladores de máquinas generadoras. A la vez, se integran elementos de alivio de carga mediante el uso de relés para evitar desconexiones totales del sistema, evitando problemas más serios en las redes eléctricas por pérdida de estabilidad y buscando solución a otros problemas como los ocurridos en 1965 en la interconexión de EEUU y Canadá [6], [14]. Posterior a este análisis desde 1990 se utilizan elementos computacionales para mejorar procesos de análisis, monitoreo y estado del sistema. En cuanto a ello varias investigaciones han permitido que se produzcan elementos como sistemas SCADA que ayuden a un alivio manual-automático del sistema, controles centralizados (subestaciones/barras), y elementos más actuales como desconexiones de área amplia (wide area underfrequency load shedding) [15].

Numerosos artículos de investigación hablan sobre la problemática de apagones (blackouts) y métodos de desconexión de carga por baja frecuencia (Under Frequency Load Shedding- UFLS), como se describen en [3], [15], [17], [18] y [20], donde se estudian fenómenos relacionados con la influencia de eventos de inestabilidad en grandes islas, efectos de la salida de generación, el impacto de generación renovable y diferentes tipos de fallas dentro de sistemas aislados. Es así que en zonas donde se involucran los eventos mencionados anteriormente, una perturbación mínima afectara significativamente el comportamiento de la red en voltaje, frecuencia, corriente, potencia restando confiabilidad y estabilidad al sistema, volviéndose necesario estudios más detallados.

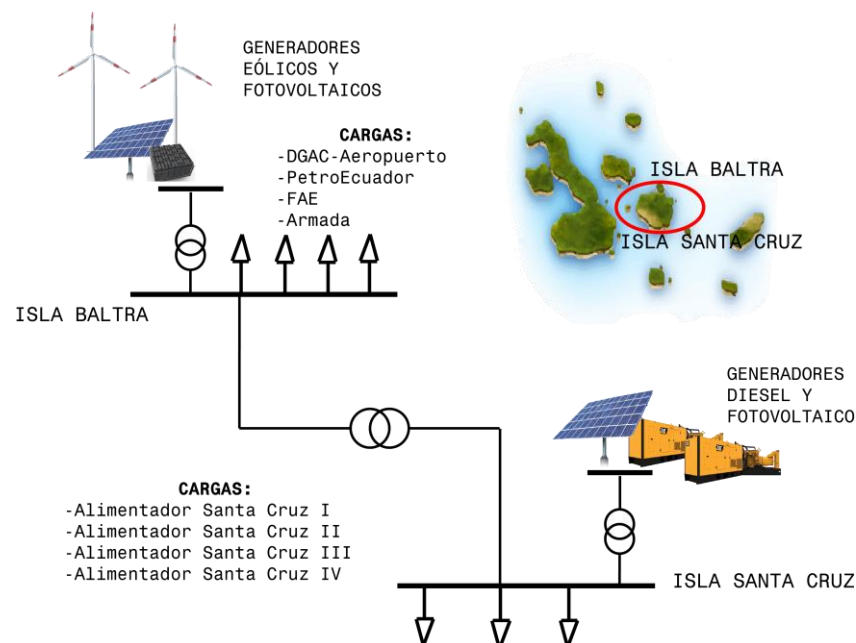


Figura 1. Ejemplo de red eléctrica aislada con energía renovable y base de generación convencional

## 1. ESTADO DEL ARTE

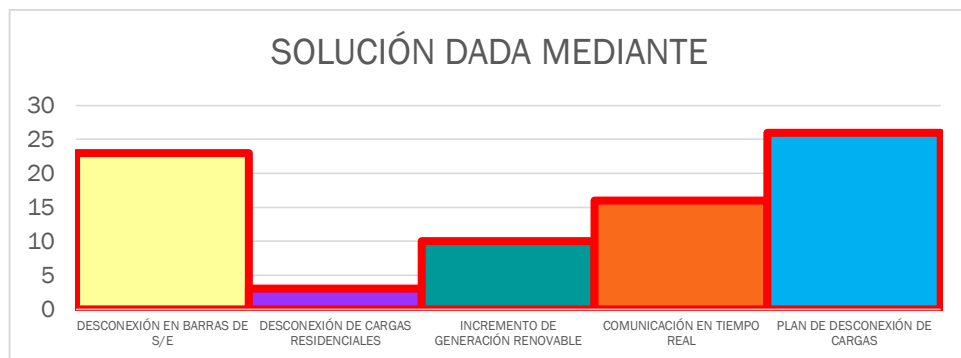
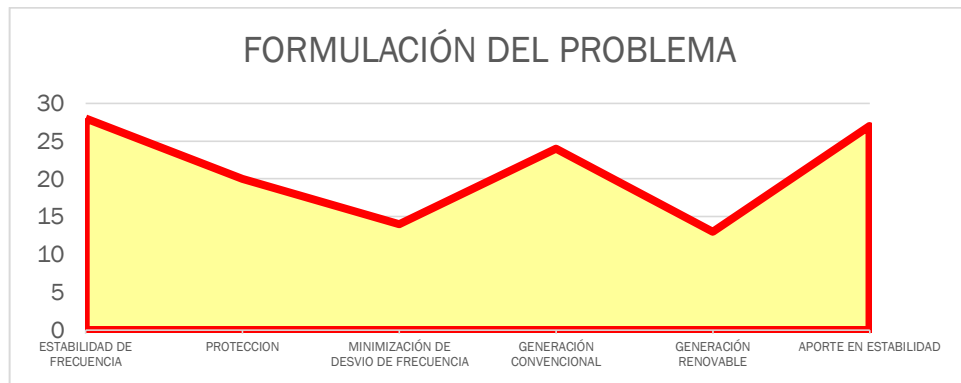
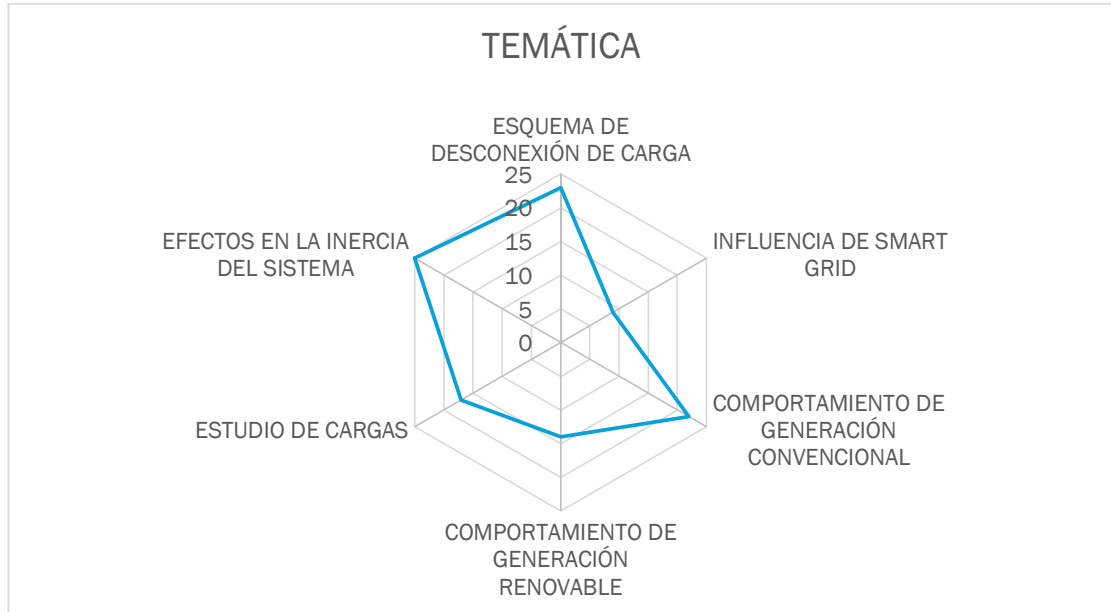
TABLA 1. MATRIZ DE ESTADO DEL ARTE

ANÁLISIS DE ALIVIO DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA APLICADO A SISTEMAS AISLADOS CON ENERGÍA RENOVABLE PARA MINIMIZAR EL RANGO DE CAMBIO DE FRECUENCIA																																
DATOS				TEMÁTICA					FORMULACIÓN DEL PROBLEMA					RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA										
ITEM	AÑO	TITULO DEL ARTÍCULO	REFERENCIA	ESQUEMA DE DESCONEXIÓN DE CARGA	INFLUENCIA DE SMART GRID	GENERACIÓN CONVENCIONAL	GENERACIÓN RENOVABLE	ESTUDIO DE CARGAS	EFFECTOS EN LA INERCIA DEL SISTEMA	ESTABILIDAD DE FRECUENCIA	PROTECCIÓN	MINIMIZACIÓN DE DESVIO DE FRECUENCIA	GENERACIÓN CONVENCIONAL	GENERACIÓN RENOVABLE	APORTE EN ESTABILIDAD	ASIGNACIÓN DE POTENCIA	VARIACIÓN DE FRECUENCIA	RELÉS	PORCENTAJE DE LOAD SHEDDING	ESTABILIDAD GENERACIÓN- CARGA	DESCONEXIÓN DE CARGA POR RELÉ	DESCONEXIÓN DE CARGA SUAVE	DESCONEXIÓN DE CARGA EN HOGARES	CONTROL FRECUENCIA CARGA	DESCONEXIÓN DE CARGA INTELIGENTE	DESCONEXIÓN EN BARRAS DE S/E	DESCONEXIÓN DE CARGAS RESIDENCIALES	INCREMENTO DE GENERACIÓN RENOVABLE	COMUNICACIÓN EN TIEMPO REAL	PLAN DE DESCONEXIÓN DE CARGAS		
1	1994	Power System Stability and Control	{P. Kundur}	X		X			X	X	X	X	X				X	X		X	X			X			X					X
2	2001	Implementation and Comparison of Different Under Frequency Load-Shedding Schemes	{S. Massucco and B. Delfino}	X						X		X		X		X	X	X		X	X						X					X
3	2014	Under-Frequency Load Shedding Scheme for Islanded Distribution Network	{K. Mazaher and M. Hazlie}	X		X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	X		X	X		X		X	X	X				X	X	
4	2009	Machining Dynamics: Frequency Response to Improved Productivity	{T. L. Schmitz and K. S. Smith}			X	X		X				X	X																X	X	
5	2007	Stabilization of Grid Frequency Through Dynamic Demand Control	{J. A. Short, D. G. Infield, and L. L. Freris}		X			X	X	X	X	X			X	X	X		X	X			X	X			X			X	X	
6	2015	WAMS - Based Voltage Stability Indicator Considering Real Time Operation	{D. Arias, L. Vargas, and C. Rahmann.}			X	X				X				X	X	X	X				X					X				X	X
7	2008	Frequency-Responsive Load Management in Electric Power Grids	{F. Kupzog}	X		X		X		X					X	X	X				X					X						X
8	2005	An Intelligent Load Shedding ( ILS ) System Application in a Large Industrial Facility	{F. Shokooh}	X	X	X		X		X	X	X			X	X	X	X	X	X				X	X	X				X	X	X
9	1997	Power System Dynamic and Stability	{J. Machowski}	X					X	X			X		X	X	X				X	X					X					X
10	2007	IEEE Guide for the Application of Protective Relays Used for Abnormal Frequency Load Shedding and Restoration	{Power System Relaying Committee}	X		X	X		X	X	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X			X	X	X					X	X
11	1968	Application of Underfrequency Relays for Automatic Load Shedding	{H. E. Lokay and V. Burtnyk}	X	X			X	X	X	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X					X	X				X	X
12	1970	Frequency Actuated Load Shedding and Restoration PART II - IMPLEMENTATION	{CA. Politis and A. F. Gabrielle}	X		X			X	X	X				X	X	X	X	X	X	X			X			X					





TABLA 2. RESUMEN E INDICADORES DEL ESTADO DEL ARTE



## **2. OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

- Modelar la desconexión de carga y un proceso óptimo para regulación de frecuencia en sistemas aislados con impacto de generación eólica.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Realizar una revisión bibliográfica respecto a esquemas de alivio de carga por baja frecuencia, sus aplicaciones y modos de operación con el fin de definir el método más apropiado para el problema planteado.
- Modelar y simular un sistema didáctico para implementar el método seleccionado y con ello plantear la aplicación en el sistema eléctrico de Galápagos, aplicando el nuevo esquema de alivio de carga mejorado.
- Analizar la factibilidad de implementar el nuevo esquema de alivio de carga basado en el comportamiento del sistema así como en la posibilidad de implementación tecnológica requerida para este efecto.

## **3. METODOLOGÍA**

La metodología para esta investigación tendrá como objetivo, obtener información que permita deducir el impacto en la red eléctrica ante la intervención de un esquema de alivio de carga (load shedding) en un sistema donde intervengan generación eólica y generación térmica convencional. A continuación se detalla el proceso a emplearse en la investigación:

- Documentación exhaustiva a cerca de la situación actual y de los estudios realizados a cerca del proyecto en desarrollo. Modelado de la red eléctrica que servirá para observar las consecuencias de las diferentes posibilidades que se tendrán durante la simulación.
- A partir de los escenarios trabajados, se realizaron los análisis del impacto en la red eléctrica mediante los datos y de los resultados obtenidos del modelamiento desarrollado por el software matemático y software eléctrico.

### **3.1 Metodología Matemática del procedimiento de UFLS desarrollado**

Los parámetros correspondientes del procedimiento de UFLS convencional en forma estática, se inician a través del monto de variación de frecuencia  $ROCOF$  ( $df/dt$ ) denominada ecuación *Swing* (1), la cual determina el  $ROCOF$  del sistema posterior a una perturbación, que permitirá calcular la frecuencia inicial  $F_i$  (3), que a su vez involucra el tiempo de inicio de la perturbación ( $T_i$ ) y la frecuencia nominal del sistema ( $f$ ), sobre las cuales iniciara el accionamiento de los relés de frecuencia:

$$\frac{df_{sys}}{dt} = \frac{f_0}{2H_{sys}} \times \Delta p_i \quad (1)$$

$$\Delta p_i = \frac{P_G - P_L}{P_G} \quad (2)$$

$$F_i = \left( \frac{df_i}{dt} \times T_i \right) + f_0 \quad (3)$$

Donde  $f_0$  señala la frecuencia inicial del sistema, la variación inicial de potencia ( $\Delta p_i$ ) (2), para  $P_G$  que indica la potencia generada y  $P_L$  la potencia en la carga y la  $H_{sys}$  indica la inercia del sistema. Es aquí sin embargo necesario expresar la ecuación de inercia de las máquinas, debido a que con ello se puede entender el control de inercia sintética, directamente relacionada con la inercia oculta (*hidden inertia*) (4), de la turbina eólica [16]:

$$H = \frac{J\omega_s^2}{2S_{rated}} \quad (4)$$

Donde  $J$  nos indica el centro de inercia,  $\omega$  indica la velocidad angular mecánica,  $S_{rated}$  indica la capacidad de MVA del generador. Con el cálculo de la inercia oculta podemos calcular la inercia del sistema, llamándola inercia sintética  $H_{syn}$  (5), calculada como sigue [17]:

$$H_{syn} = \frac{\sum_j H_j S_{Bj}}{\sum_j S_{Bj}} \quad (5)$$

Con el cálculo de la inercia sintética sobre el sistema, existe la posibilidad de analizar la potencia activa a partir de la variación de potencia inercial ( $\Delta p$ ) (6) [18], [19]:

$$\Delta p = \frac{2H_{syn}}{F_i} \times \frac{df_{sys}}{dt} \quad (6)$$

Estos valores proporcionan la variación de potencia luego de la perturbación y caída de frecuencia del sistema, con lo cual el análisis de la respuesta primaria de frecuencia (Primary Frequency Response- PFR) apunta a minimizar la desviación de  $\Delta p$  y  $df/dt$  final, evitando que variaciones excesivas produzcan fallos en las máquinas de generación, así se toma en cuenta el proceso de variación de potencia del sistema, respecto al cambio de generación  $\Delta p_f$  (7), donde el cambio de potencia generada ( $CP_G$ ) y el cambio sobre la carga ( $CP_L$ ), como términos de influencia en la variación de potencia y frecuencia del sistema. El proceso anterior busca evitar activar protocolos de desconexión que terminen en blackouts. Reescribiendo las ecuaciones se buscaría luego de la desconexión de carga que [18], [20]:

$$\Delta p_f = \frac{P_G - CP_G - P_L + CP_L}{P_G - CP_G} \quad (7)$$

$$\frac{df_{sys}}{dt} = \left[ \frac{f_o}{2H_{syn}} \times \Delta p_f \right] \quad (8)$$

$$Ff = Fi + \left( \frac{df_i}{dt} \times TD \right) \quad (9)$$

Con esta variación minimizada de desviación de frecuencia se consigue disminuir la caída de frecuencia calculada en (8), así como la  $F_f$  posterior al tiempo de recuperación del sistema (TD) calculada en (9), reduciendo el tiempo de restauración de la frecuencia del sistema [18].

En forma ampliada las variaciones del sistema se describirían como:

$$\Delta p_{sys} = P_{Gi} - P_{Li} = \frac{2Hi}{Fi} \times \frac{df_i}{dt} \quad (i = 1, 2, \dots, N_G) \quad (10)$$

Entonces la variación total de potencia del sistema sería:

$$\sum_{i=1}^{N_G} \left( \frac{2H_{syn} i}{Fi} \times \frac{df_i}{dt} \right) = \sum_{i=1}^{N_G} (P_{Gi} - P_{Li}) \quad (11)$$

Reescribiendo (11), puede ser simplificado como:

$$\frac{2}{f} \frac{d}{dt} \left[ \frac{\sum_{i=1}^{N_G} (H_i Fi)}{H} \right] = P_G - P_L \quad (12)$$

Donde  $f = \frac{\sum_{i=1}^{N_G} (H_i Fi)}{H}$  es la frecuencia actual del sistema;  $H = \sum_{i=1}^{N_G} H_i$  siendo esta la constante de inercia equivalente del sistema generador. Obteniendo así la ecuación *swing* del sistema de generación descrita como [18], [20]:

$$\frac{df_{sys}}{dt} = \min \left[ \frac{f}{2H_{sys}} \times \Delta p_{sys} \right] \quad (13)$$

Considerando la reserva en giro del sistema ( $P_{SR}$ ), la cantidad de potencia a ser desconectada es [18], [20]:

$$P_S = \varepsilon \times (\Delta p_{sys} - P_{SR}) \quad (14)$$

Donde  $\varepsilon=1.05$ , es el factor de corrección. Mientras que la reserva en giro del sistema puede ser obtenida por parte del sistema de control y manejo de generación.

En términos adecuados de optimización el análisis queda definido por [18], [20]:

$$\begin{cases} F.O.: & \min \frac{df_{sys}}{dt} \\ s.a.: & P_G - P_L = \Delta p \\ & F_{min} \leq Ff \leq F_{max} \\ & \frac{df_{min}}{dt} \leq \frac{df}{dt} \leq \frac{df_{max}}{dt} \end{cases}$$

### 3.2 Metodología aplicada del UFLS desarrollado

El procedimiento para la simulación y cálculo del *ROCOF* se representa en forma ilustrativa, en la Figura 2 en forma tradicional como se indica en [18], mientras en la Figura 3 en la forma mejorada se ha modificado el esquema de [18] para la aplicación. Para el proceso de simulación se utiliza el software Digsilent, el cual permite analizar la variación de potencia, frecuencia en el tiempo, definiendo condiciones iniciales. Por medio de funciones de optimización se calculan mínimas caídas de frecuencia, a cada paso con adecuados porcentajes de desconexión. Se utiliza el optimizador no lineal de Gradiente Reducido Generalizado (*GRG*) para el cálculo de mínima variación de frecuencia, una vez que se calculan variaciones cercanas al estado estable del sistema y que cumplan las restricciones propuestas, se obtendrá el proceso de UFLS optimizado en cuanto a variación de frecuencia.

Todo el proceso de monitoreo del sistema y cálculo de condiciones de ejecución de optimización de UFLS se establecería en tiempo real con el fin de acercar estos procesos a un proceso único de envío de señales a los relés que ejecutarían las correspondientes maniobras de desconexión reduciendo tiempo de ejecución e incluso con la ayuda de Smart Grids las maniobras de desconexión podrían centralizarse en elementos particulares dentro de residencias o industrias a través del uso de la red estableciendo procesos provenientes desde los centros de control.

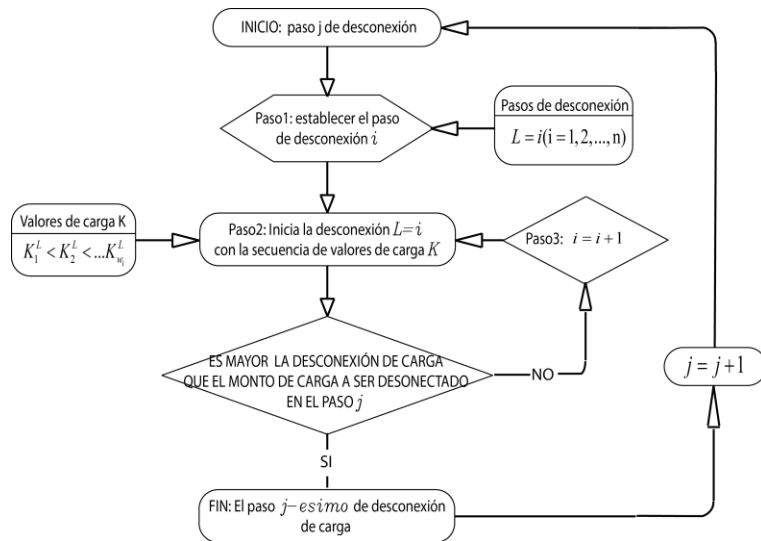


Figura 2. Metodología Tradicional de Load Shedding [18].

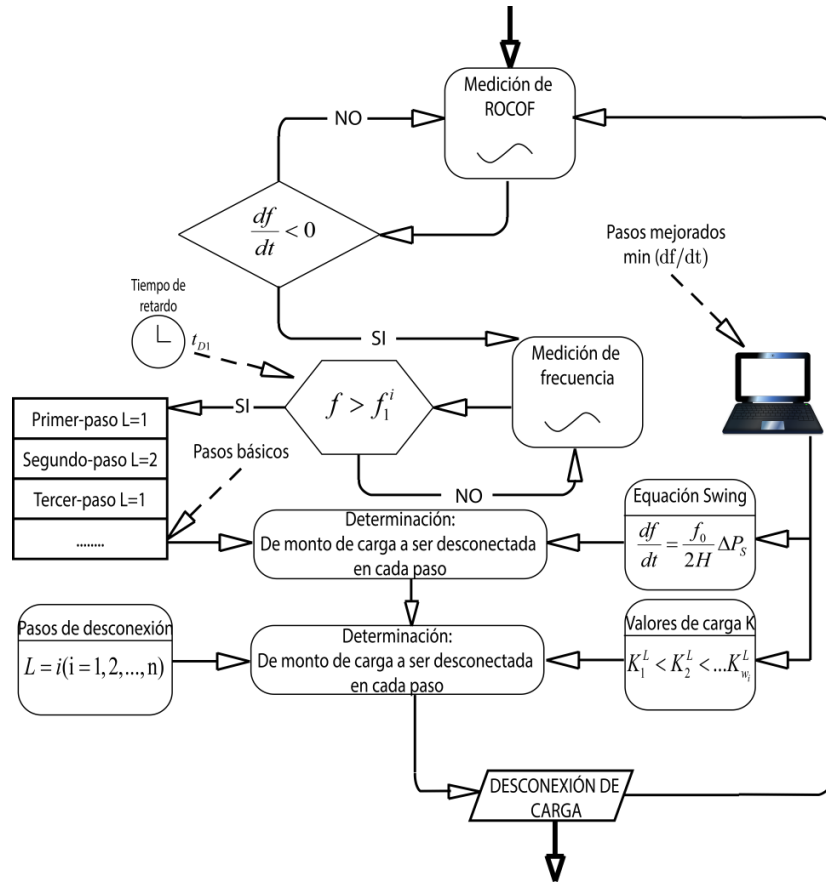


Figura 3. Metodología de determinación  $df/dt$  para el método desarrollado [18].

## 4. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

### 4.1 Respuestas del Sistema ante Variaciones de Frecuencia

#### 4.1.1 Características Convencionales de la Reserva en Giro

La frecuencia de la onda que relaciona la tensión con el tiempo debe permanecer dentro de límites y parámetros determinados por la calidad, continuidad y estándares que sean aceptables para el usuario. Sin embargo las variaciones de frecuencia alejadas del valor nominal pueden afectar a elementos mecánicos como eléctricos del sistema, o llevar a la pérdida de sincronismo en máquinas sincrónicas. Por tal razón, se busca que exista un adecuado equilibrio generación-carga, ya que el sistema de frecuencia varía continuamente debido al cambio en respuesta de la demanda, por la imposibilidad práctica de generar energía de forma instantánea y acarrear todos los cambios en la demanda, para evitar que estas variaciones se den por los comportamientos mencionados el sistema puede actuar de tres formas [6],[14], [21]–[23]:

- La respuesta primaria actúa en decenas de segundos para detener el declive o elevación de  $f$ , actuando de forma local en cada generador síncrono, encargándose

de la velocidad de giro del eje. La rapidez de este control está limitada por la propia inercia de los generadores y sistemas de amortiguamiento. La respuesta primaria del sistema es destinada a corregir las desviaciones instantáneas de la generación respecto de la demanda real del sistema eléctrico [21]–[23].

- La respuesta secundaria actúa para restaurar la  $f$  a valor nominal en el ámbito del área de control en forma manual por el operador o automática por un AGC (*“Automatic Generator Control”*, Control Automático de Generación), atendiendo a la frecuencia e intercambio de potencia con las áreas vecinas en rango (factor de participación) en tiempos de 20 segundos a 2 minutos [21]–[23].
- La respuesta terciaria opera en un margen de tiempo superior a 10 minutos para el ámbito de un sistema eléctrico extenso, actuando después de una contingencia deseando que el reparto de cargas sea optimizado y asegure suficientes reservas de energía [21]–[23].

A pesar de los inconvenientes que presente el sistema la estabilidad debe siempre buscar determinar que la respuesta de la frecuencia del sistema (*System Frequency Response- SFR*), mantenga un estado estacionario aceptable luego de una perturbación severa que produzca un desbalance importante entre la carga y la generación. Debido a una coordinación poco adecuada de una desconexión de carga (*Load Shedding*, LS) puede ser perjudicial para el sistema eléctrico, como es el caso de las líneas de transmisión (LT), debido al inusual estrés impuesto en estas, causando sistemas sub-aislados debido a distorsiones internas por el flujo de potencia inadecuado [24], [25].

#### **4.1.2 Respuesta de la Frecuencia del Sistema**

Cuando un sistema entra en estados de emergencia se producen una gran cantidad de eventos anormales al funcionamiento entre los cuales se pueden encontrar la separación de islas dentro del sistema las cuales a su vez producen variaciones sostenidas y transitorias del sistema, donde los elementos de control de las máquinas síncronas tienen un rol primordial al ser quienes tienen la primera respuesta al cambio de la frecuencia, correspondiendo así al control mecánico del sistema [24]. Es así que en la Figura 4 se presentan respuestas típicas de frecuencia en  $Hz$  para [22]:

- Una respuesta típica del sistema a una pérdida de generación similar a la curva A.
- Cuando la reserva rodante es insuficiente tendremos una curva similar a B, que mostrara un continuo declive donde se tendrá ya un desbalance entre la carga y la generación y se deberá iniciar un proceso de LS para establecer al sistema a valores adecuados.



- La curva C indica un grave desbalance generación- carga y también indicaría que no existe suficiente reserva rodante y una respuesta muy pobre que active el LS en el sistema.

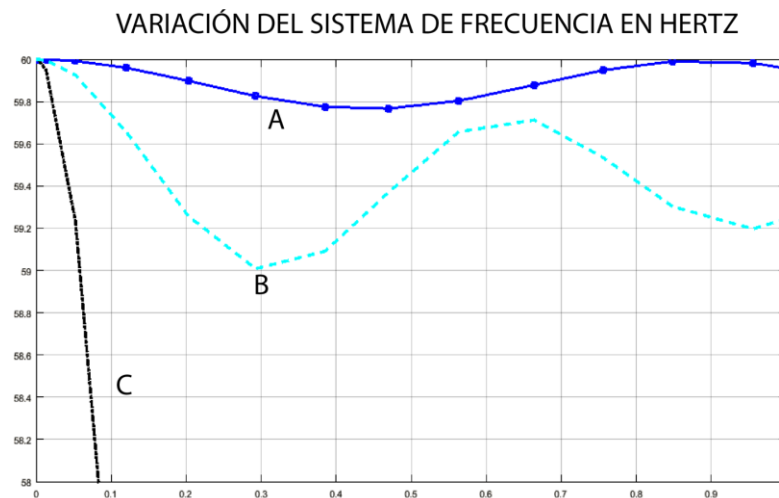


Figura 4. Respuesta del sistema para una pérdida de generación o adición de carga [22].

#### 4.1.3 Comportamiento Característico del Sistema

Parte del comportamiento dinámico característico del sistema se encuentra en función de la acción de respuesta que las máquinas generadoras brindan a condiciones eventuales del sistema como una variación no contemplada de carga o generación. El término que compromete la velocidad de respuesta de acción del sistema es la inercia ( $H$ ) y se define como la energía cinética acumulada en el eje de velocidad de sincronismo dividida entre la potencia base. Este factor generalmente varía entre 2.5 a 10 [MW\*s/MVA], para centrales hidráulicas varía entre 2 a 4 [MW\*s/MVA] y para centrales de generación eólica su respuesta de inercia es casi nulo ya que su aporte no varía por los componentes electrónicos que estas centrales disponen [5], [26].

Al encontrar un inconveniente como la formación de islas en el sistema se obtienen los escenarios de respuesta [15], [21], [22], [27]:

- Islas con déficit de generación, en donde la frecuencia disminuye: se encuentra una insuficiente reserva rodante donde la frecuencia desciende al punto de desconectar unidades diesel por el accionamiento de relés de baja frecuencia, en un caso extremo y muy grave se inicia un LS hasta que la carga pueda ser adecuada para la generación existente, la respuesta inicial del sistema depende de la reserva rodante y del esquema de LS.
- Balance de potencia reactiva: un desbalance significativo entre la potencia reactiva generada y absorbida conducen a condiciones de diferencia de tensión que

terminaran con el accionamiento de relés, en condiciones extremas el accionamiento de relés puede concluir en desconexión del generador.

La naturaleza de los problemas de estabilidad de frecuencia se estudia a partir de la habilidad del sistema de potencia para alcanzar un estado estacionario de operación posterior a una perturbación severa que haya presentado la separación del sistema en islas, sin embargo las variaciones admisibles que se pueden presentar se encuentran en el rango de los  $\pm 3$  Hz y de voltaje entre 0,5 a 1,2 pu. Los procesos de actuación de los dispositivos se dan en rango de segundos a minutos como los sistemas de suministro de energía primaria [1], [15].

El rango de caída de frecuencia, puede ser coordinada con la habilidad de aumentar generación para calcular la severidad de alguna posible emergencia y activar el LS. En sistemas interconectados se aprecia una gran UF (*Under-frequency*) si el área afectada es separada del sistema y que se comporta como se muestra en la Figura 5, donde a cada porcentaje de UF le corresponde una determinada reducción de carga [21].

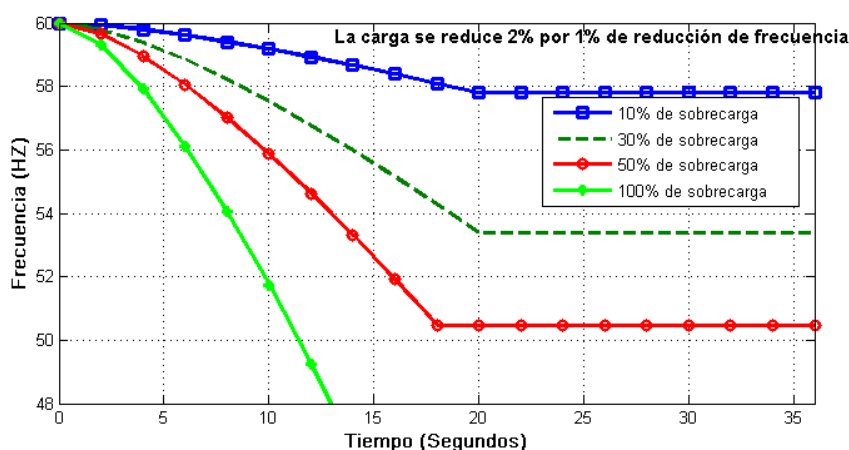


Figura 5. Reducción de Frecuencia- Carga

Los estudios de estabilidad de frecuencia se vinculan al hecho de si cada isla alcanzará o no un estado aceptable de operación con una mínima pérdida de carga y generación, los estudios de estabilidad comprenden la simulación en el dominio del tiempo de diferentes perturbaciones.

Para el estudio de una red eléctrica de un sistema insular podemos indicar como objetivos [23]:

- Evaluación de tiempos críticos de despeje de falla en las subestaciones de la red de transmisión.
- Comportamiento del sistema ante desconexión intempestiva de generadores.
- Evaluación de los esquemas de LS por baja frecuencia
- Amortiguamiento de las oscilaciones de potencia.

Sin embargo a pesar de estos estudios realizados para entender los problemas de estabilidad se tiene asociado problemas como:

- Inadecuada respuesta del equipamiento.
- Inadecuada coordinación entre los sistemas de control y protección.
- Insuficiencia en la reserva de potencia activa/reactiva.

#### ***4.1.4 Efectos de la Generación Eólica en el Sistema***

Debido al desacoplamiento existente entre la velocidad del rotor de las máquinas eólicas y la frecuencia de la red provocada por la conexión al sistema mediante el convertidor, la potencia activa que es inyectada se mantiene constante durante una perturbación. Haciendo su contribución a la inercia del sistema despreciable [28], [29].

Otro efecto sobre el sistema en el que interviene las centrales eólicas es desplazando en el despacho a las centrales que se encuentran sin capacidad de regular frecuencia, es en este punto que luego de una perturbación en un sistema con alta penetración de energía eólica, la frecuencia no se afectara de forma drástica ya que las máquinas eólicas mantienen una frecuencia constante, propiciando a que el resto de máquinas del sistema que poseen regulación no activen sus procesos de control [16], [28], [30]. En otro caso, cuando las centrales eólicas desplazan a centrales que forman parte del control primario, en los instantes iniciales de perturbación, la caída de frecuencia se torna más pronunciada, debido a la reducción de inercia del sistema dada por la salida de servicio de centrales de base. Es así como varios estudios muestran que el efecto de desbalance de carga en un sistema con impacto eólico depende de la cantidad de potencia eólica instalada, por esta razón, el rango de cambio de frecuencia ROCOF, aumenta a la vez que desplaza la generación convencional, sin importar el tipo de tecnología de la turbina eólica [16], [19], [31].

Para el arranque y paro de las turbinas el sistema debe estar coordinado debidamente para conectar el generador al sistema. Si las condiciones de velocidad del viento es poco favorable el elemento que evitara que la turbina del generador se motorice será la resistencia mecánica del multiplicador [29], [30]. También, si se encuentran interruptores sólidos en el sistema de arranque es la rápida acción electrónica que difiere de la respuesta mecánica ejercida sobre el multiplicador variando así las formas de onda de frecuencia por el efecto producido en la respuesta inercial [3], [19], [28]. Así mismo si el aerogenerador se encuentra en un sistema aislado, se corre el riesgo que las redes separadas no se encuentren en fase, produciendo que luego de la reconexión existan grandes sobre intensidades y liberación de energía en la transmisión mecánica. Por estos motivos la vigilancia sobre el controlador electrónico debe ser permanente en la tensión y frecuencia de la corriente de la red,

produciendo que si están fuera de los parámetros deseados de sincronía se producirá una desconexión instantánea de la red e inmediatamente se parará [19], [29], [32].

Con el propósito de contrastar los efectos de la generación eólica a la respuesta inercial del sistema por la desviación de frecuencia, se han asumido procesos y políticas enfocados hacia cada necesidad de investigación e implementación en diferentes países acerca de los requerimientos de reserva en giro e implementación de esquemas de control sobre las turbinas eólicas. Debido a que este problema es crítico en redes pequeñas y aisladas por su baja inercia, es necesario implementar procesos para recuperar su respuesta inercial [16], [19], [31].

#### **4.1.4.1 Inercia Sintética**

Al saber que, del balance de la generación- carga depende la frecuencia del sistema, si esta restricción no es controlada adecuadamente, la variación de frecuencia dependerá de la inercia total del sistema ( $H_T$ ). La contribución de inercia a la frecuencia del sistema depende de la cantidad de máquinas disponibles con reserva en giro y de la carga, es así que los cambios en la frecuencia del sistema causa también cambios en la velocidad de giro de los generadores, por lo tanto en su energía cinética [16].

Uno de los factores asociados al cambio de la energía cinética es la respuesta de inercia (*inertial response*), el cual es el factor inicial del *ROCOF*. Es así que varias de las turbinas de generación eólica se basan en la conversión *AC/DC/AC* ofreciendo una respuesta no natural del sistema de frecuencia [28], [29], [32].

El objetivo del control de la inercia sintética es extraer la energía de la inercia almacenada desde la parte móvil del WTG, para así producir energía incremental similar a la provista por un generador síncrono con inercial real en la misma franja de tiempo de controladores primarios (<30s). Es así que para compensar los efectos de generación eólica en la respuesta inercial del sistema se han planteado esquemas de control en: la turbina eólica, el parque eólico y el sistema completo [16], [30].

#### **4.1.4.2 Cambio en el Estado del Sistema por Inercia Sintética**

La frecuencia eléctrica del sistema en sistemas interconectados, debe ser cercana a la frecuencia nominal la mayor cantidad de tiempo posible, para evitar una excesiva desviación de frecuencia que podría llevar a desconexiones de carga, inestabilidad, daño de máquinas y posibles blackouts. Estas variaciones de frecuencia son más severas por el aumento de inversores de las turbinas eólicas y disminución de máquinas térmicas en el sistema viéndose afectado directamente la respuesta primaria de frecuencia PFR [30], [33].

Tales cambios de frecuencia en el sistema se evaluaron respondiendo ante [30]:

- 1) Un rango inicial de declive de frecuencia
- 2) El valor de tope de baja frecuencia (NADIR)
- 3) El tiempo de transición entre la perturbación y el NADIR
- 4) Valor de asentamiento final de la frecuencia.
- 5) Variación de potencia producida por la perturbación

#### ***4.2 Respuestas del Sistema ante Variaciones de Frecuencia***

Se puede controlar de forma directa la carga por medio de la regulación, el seguimiento de carga, el SFR y la reserva rodante. Para establecer estos parámetros de control se analizan límites de frecuencia y esquemas adaptativos a su velocidad de cambio, como características de ejecución podremos observar tres tipos característicos de desconexión, el primero se analiza a través de un **método tradicional** que se da por el ROCOF, basado en relés de cambio de frecuencia que desconectan una cierta cantidad de carga cuando la  $f$  del sistema cae por debajo de cierto límite operativo, si la desconexión es insuficiente y la  $f$  sigue cayendo más desconexiones de carga se realizan hasta que los límites sean superados, estos valores serán realizados en forma proporcional tomando una relación al cambio de  $\%f$ ,  $\%LS$ , este tipo de desconexión se decide off-line basándose en simulaciones y experiencia [7], [15].

El segundo **método semi- adaptativo** mide la variación  $df/dt$  cuando un cierto límite de  $f$  es alcanzado, diferente magnitud de carga es desconectada, permite verificar la velocidad a la cual un límite es excedido, la magnitud de velocidad depende de la carga desconectada, Este sistema se basa en la SFR y el ROCOF solo evalúa el primer límite los siguientes usan la desconexión tradicional. El tercer **método adaptativo** de desconexión de carga, se da la relación de variación de pasos de potencia ( $P_{step}$ ) provocado a la caída de frecuencia, donde  $f$  (50 o 60hz) y  $P_{step}$  en p.u. del total de MVA del sistema, que influyen en la ecuación de balance así como la inercia de cada máquina para una determinada respuesta al tiempo, como señala (15), esta relación también tiene que ver con la ecuación en la cual el total de  $P_{shed}$ , es igual a  $P_{step} - P_{stepcritical}$  de esta relación se da la variación entre la porción seleccionada para el alivio (ej. Un 40% de  $P_{shed}$  es desconectada si la  $f$  cae a 59,5). Este método es llamado adaptativo debido a que se comporta ajustándose a la contingencia que afecta al sistema, el disturbio se estima desde el valor menos representativo y en consecuencia una adecuada  $LS$  es proporcionada. Para los diferentes elementos de protección actuales se utiliza la regla de por cada 1% de declive de frecuencia un 2% del total de la carga es necesaria desconectar, [7], [15], [5].

$$\frac{df}{dt}|_0 = \frac{P_{step}}{2H} \quad (15)$$

## 5. RESULTADOS ESPERADOS

En esta sección, se realiza el análisis de la respuesta del proceso de optimización de  $df/dt$ . Se presenta un sistema de prueba, aplicando la activación de relés de baja frecuencia ROCOF y con la intervención del sistema de optimización.

### 5.1 Sistema de Prueba Didáctico

Se comparan los resultados obtenidos por el método base descrito en [21] entre un sistema sin optimización y otro optimizado, donde el proceso de UFLS, en el alivio de carga consideran la implementación de generación renovable eólica. Se compararan los resultados de las simulaciones, en base a lo obtenido desde las ecuaciones (1), (8), (13), considerando la implementación de generación distribuida y optimización de  $df/dt$ .

Para esta simulación se utiliza el sistema de cinco barras mostrado en la Figura 6, que posee 5 barras y un nodo de enlace, en la barra 2 se encuentran conectados un generador eólico, un generador diesel y una carga, en la barra 1 poseemos únicamente un generador diesel, en la barra 3 una carga. Las potencias y datos de interés del sistema se encuentran indicadas en la Figura 6. En la TABLA 3, se indicara las condiciones iniciales que tendrá el sistema trabajando en un estado normal. Se han tomado únicamente los parámetros que intervienen en el análisis del sistema para el cálculo de ROCOF y en el proceso de optimización como son potencias generadas y de cargas así como la frecuencia del sistema. Sin embargo en [18] se indican los parámetros para un análisis dinámico del sistema en que se tomen potencias reactivas, impedancias, límites de voltaje y factores de participación adecuados para el despacho.

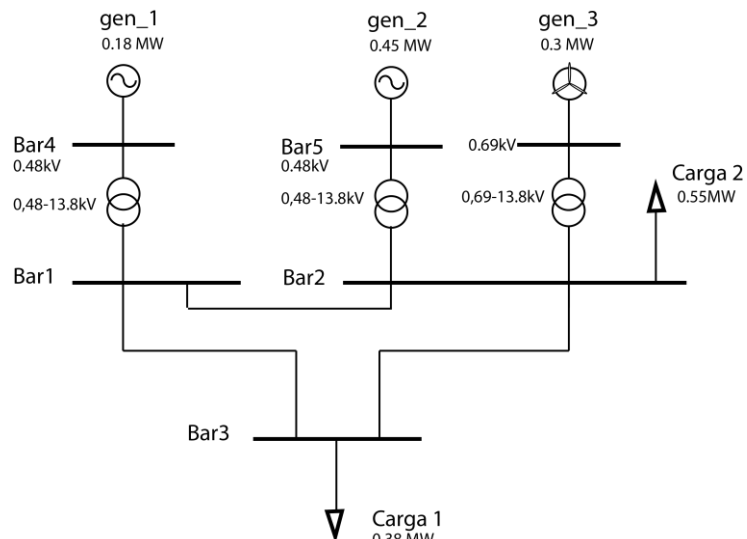


Figura 6. Estructura de relé ROCOF e interacción con el cálculo de Baja Frecuencia

TABLA 3. CONDICIONES INICIALES DEL SISTEMA

	P [MW]	F [Hz]	Pmax [MW]	V [kV]
Gen1	0.18	60	0.5	0,48
Gen2	0.45	60	0.5	0,48
Gen3	0.3	60	0.75	0,69
Carga 1	0.38	60		13,8
Carga 2	0.55	60		13,8
P_Instalada	2.05			
Reserva en Giro	0.56			

En la TABLA 4 se realiza el análisis entre los métodos tradicional y optimizado de los pasos de desconexión y cambio de frecuencia en función de la variación de potencia por un evento de aumento de carga del sistema en un 80%.

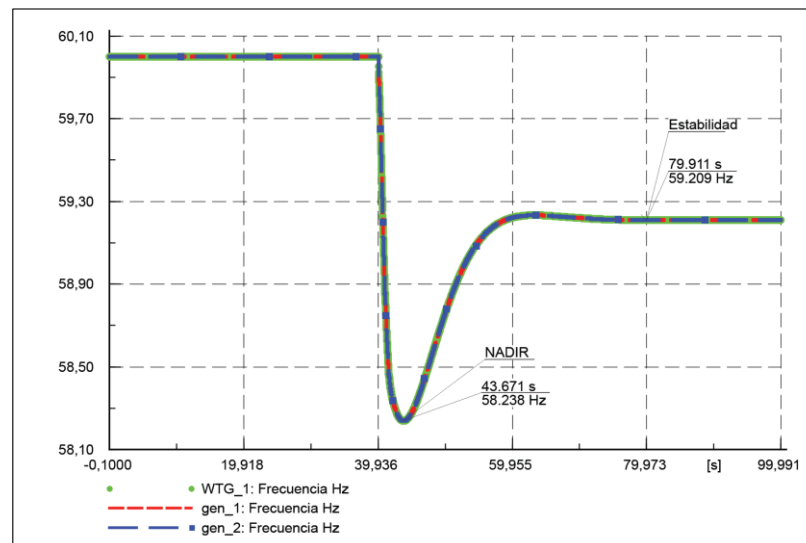
TABLA 4. PASOS DE DESCONEXIÓN Y RESULTADOS ESPERADOS EN PROCEDIMIENTO TRADICIONAL (A) Y OPTIMIZADO (B)

Pasos	Frecuencia		Variación de Frecuencia		$\Delta p$
	Límite Sup.	Límite Inf.	Frecuencia simulada	Frecuencia calculada	
	Aumento de 80 % de Carga		58.23	58.41	-1.7153
5%	58.8	58		58.55	-0.5579
10%	59.3	58.8		58.82	0.07
15%	59.5	59.3	59.20	59.19	0.57128
15%	60	59.5			

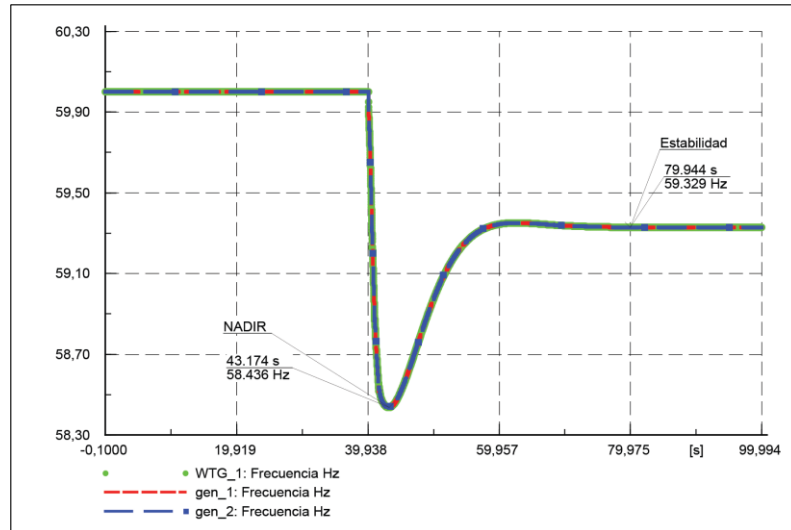
(a)

Pasos	Frecuencia		Variación de Frecuencia		$\Delta p$
	Límite Sup.	Límite Inf.	Frecuencia simulada	Frecuencia calculada	
	Aumento de 80 % de Carga		58.44	58.41	-0.28
6%	58.6	58.2		58.6	-0.179
7%	59	58.6		59	-0.016
24%	59.6	59.2	59.33	59.28	0.072
12%	59.8	60.2			

(b)

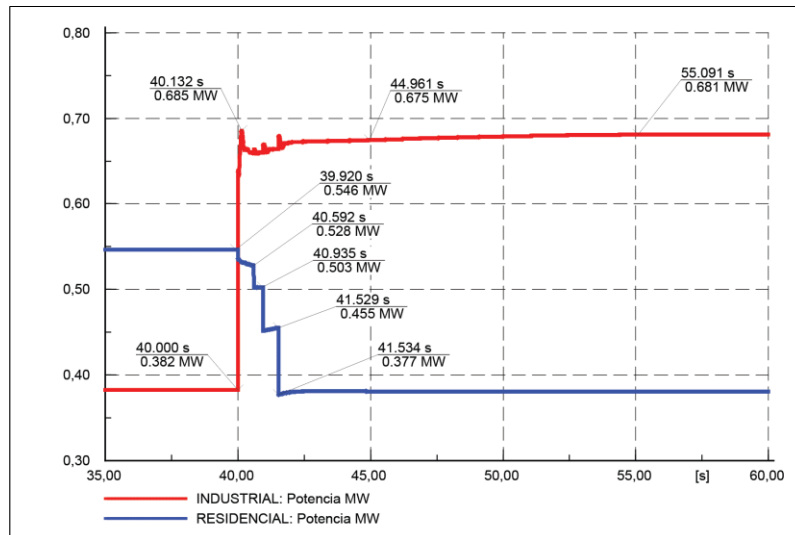


(a)

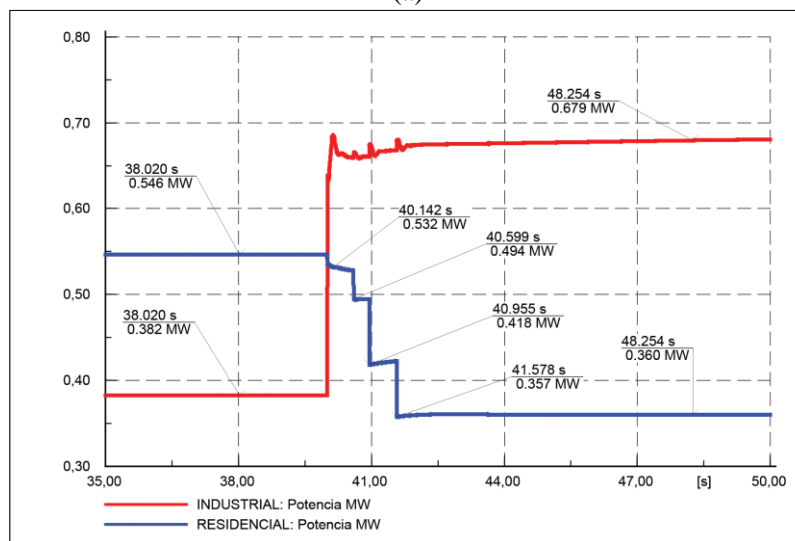


(b)

Figura 7. Comportamiento de la variación  $df/dt$  en el proceso tradicional (a) y optimizado (b) de UFLS.



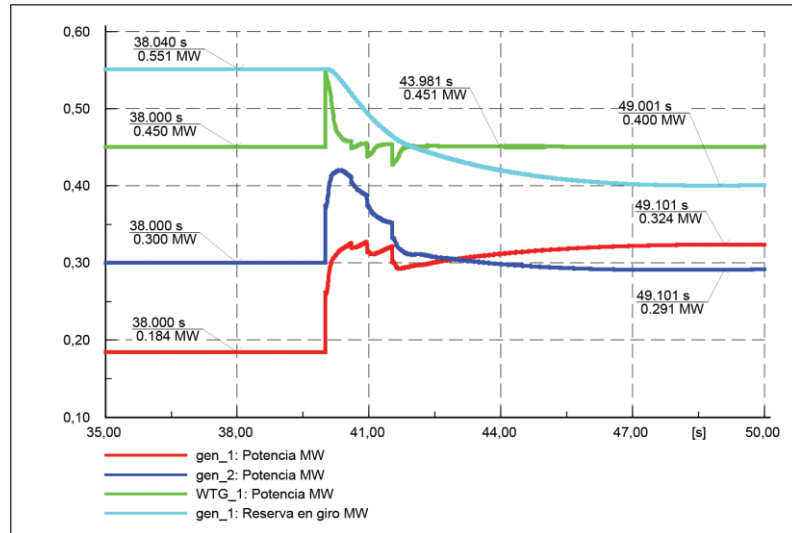
(a)



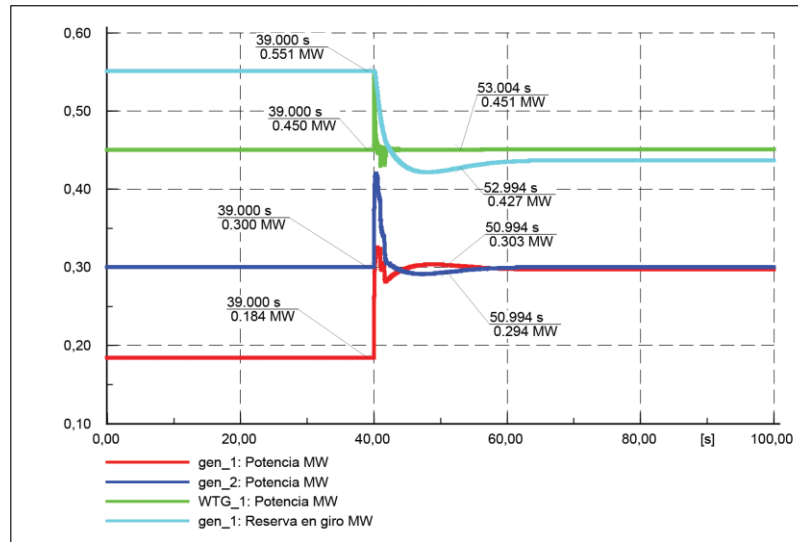
(b)

Figura 8. Comportamiento de UFLS en el proceso tradicional (a) y optimizado (b).





(a)



(b)

Figura 9. Comportamiento de generadores en el proceso tradicional (a) y optimizado (b).

La Figura 7, nos indica como la frecuencia del sistema varía después del evento de aumento de carga que activa los procedimientos de UFLS observando un aumento de frecuencia como se indica en la TABLA 4 (b), en la Figura 8 se presenta la variación en la potencia de carga desconectada donde los pasos de desconexión entre los procedimientos poseen una ligera variación, mientras en la Figura 9, se presenta el comportamiento de la generación y la reserva del sistema notándose un claro cambio en la reserva en giro. La generación eólica WTG por sus características electrónicas no varía en torno a su potencia entregada al sistema, siendo similar en ambos procesos.

## 5.2 Sistema de Prueba Aplicado a Islas Galápagos

En esta sección se presentan simulaciones realizadas en el sistema interconectado de las Islas Galápagos. El sistema es un ejemplo de sistema de potencia aislado con impacto de fuentes no convencionales de generación, caracterizado por poseer limitada reserva en giro

proveniente de un número limitado de máquinas térmicas, las distancias a cubrir involucran la interconexión entre islas, los niveles de tensión están entre 0.48kV hasta 34.5kV. De la capacidad instalada las centrales de base son térmicas y el resto del parque de generador se constituye de generadores solar fotovoltaico y eólico, describiéndolos en la Tabla 5:

TABLA 5. ELEMENTOS DEL SISTEMA

Descripción	Total
Generadores Diesel	9
Generadores Fotovoltaicos	2
Generadores Eólicos	3
Líneas de Transmisión	20
Transformadores	9
Barras de Carga	2
Barras PV	6

Para el sistema modelado el problema de optimización posee 20 variables y 15 restricciones de desigualdad. Los límites de operación de la optimización se indican en la TABLA 6 basándose en el esquema de desconexión de carga existente en la normativa Ecuatoriana, el sistema a estudiar es indicado en la Figura 10.

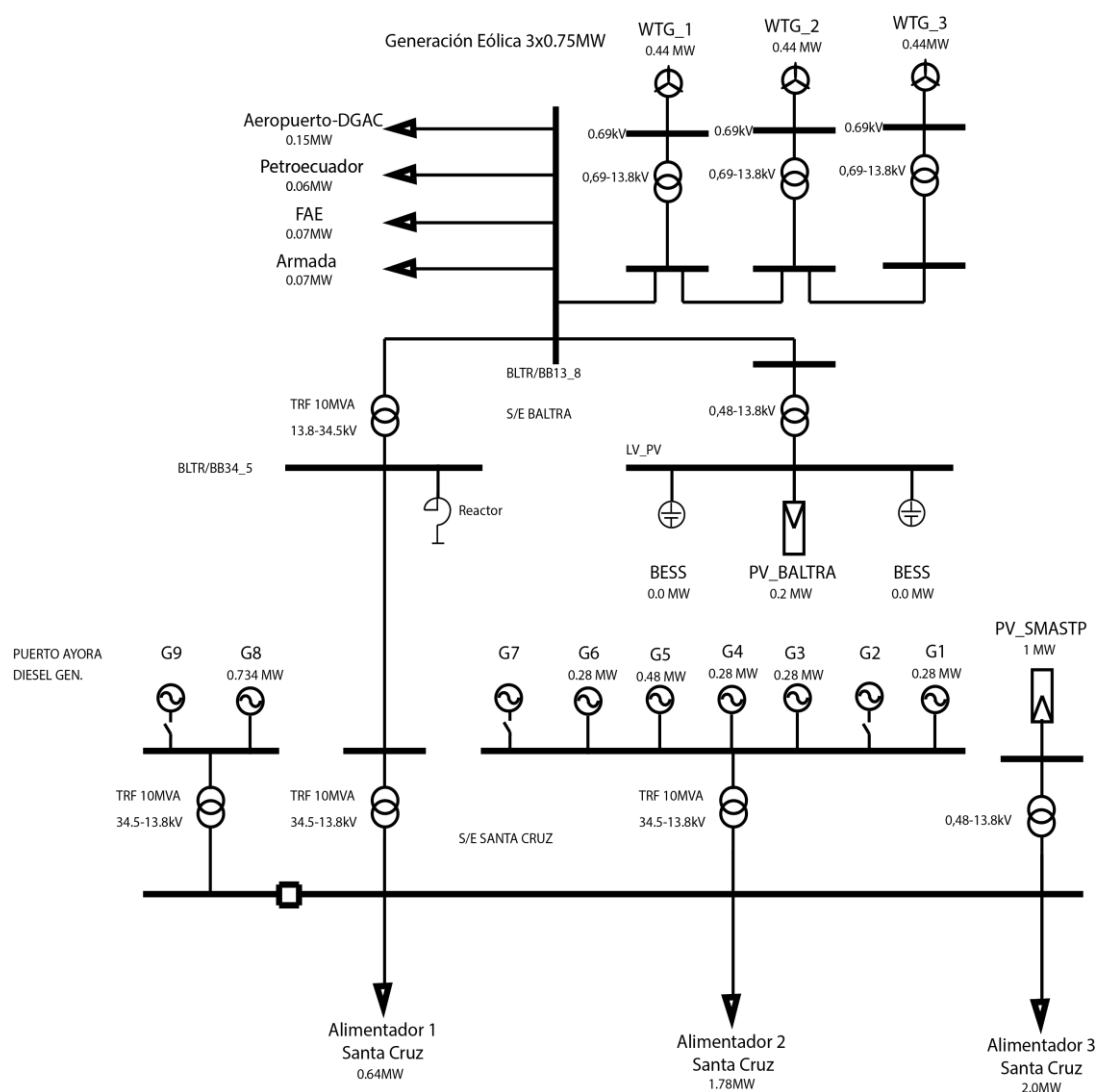


Figura 10. Diagrama unifilar del sistema eléctrico de las Islas Galápagos.

TABLA 6. RESTRICCIONES DEL SISTEMA

Restricciones del sistema	Indicación
58- 62	Rango de activación de relés de frecuencia
menores a 58 y mayores de 62	No opera ninguna máquina térmica
$P_{gen}=P_{carga}$	Las operaciones deben cumplir el criterio de estabilidad de potencia

### 5.2.1 Caso de máxima demanda día

La primera prueba ocurre durante la máxima demanda en el día con una indisposición del generador G\_8 de 1.36 MW, aumento de carga inesperado en  $t= 0.5$  s., en la carga correspondiente a los alimentadores de La armada- 20%, Aeropuerto- 20%, Alimentador 3- 40%. Observando en Figura 11 (b) como con el método optimizado se obtiene una frecuencia más estable y menos forzada para el sistema. En la Figura 12 (a) se observa la oscilación de las máquinas durante y después del UFLS, con característica tan elevadas que obligan a que la potencia del generador fotovoltaico PV\_SMASTP de 1MW con características constantes, reduzca su aporte al sistema al igual que el resto de máquinas del sistema, mientras con el método optimizado estas variaciones son menores como muestra Figura 12 (b). En Figura 13 obtenemos la respuesta del sistema sobre la carga ocasionados por la acción del UFLS, donde se aplican parámetros tradicionales de desconexión propiciando una desconexión del 5% de carga sobre cargas específicas sugiriendo al sistema priorizar desconexión sobre sectores no estratégicos, en este caso sobre: Alimentador 1, Alimentador 2, Alimentador 3, observándose también como la variación de la Figura 13 (b) es menor a la de Figura 13 (a) en cuanto a magnitud de desconexión que en relación al comportamiento de variación de frecuencia mostrado en la Figura 11, permite entender el cambio en la respuesta de frecuencia del sistema. En la Figura 14 se observa la variación de reserva en giro sobre las máquinas térmicas sin embargo la reducción sobre la planta fotovoltaica PV\_SMASTP es notoria producto de la variación de la carga, teniendo en cuenta así que esta variación en la reserva es más notoria en la Figura 14 (a) con respecto a la Figura 14 (b).

En la TABLA 7 se realiza el análisis tradicional sin funciones de optimización de los pasos de desconexión y cambio de frecuencia en función de la variación de potencia por un evento de aumento de carga del sistema en un 80%.

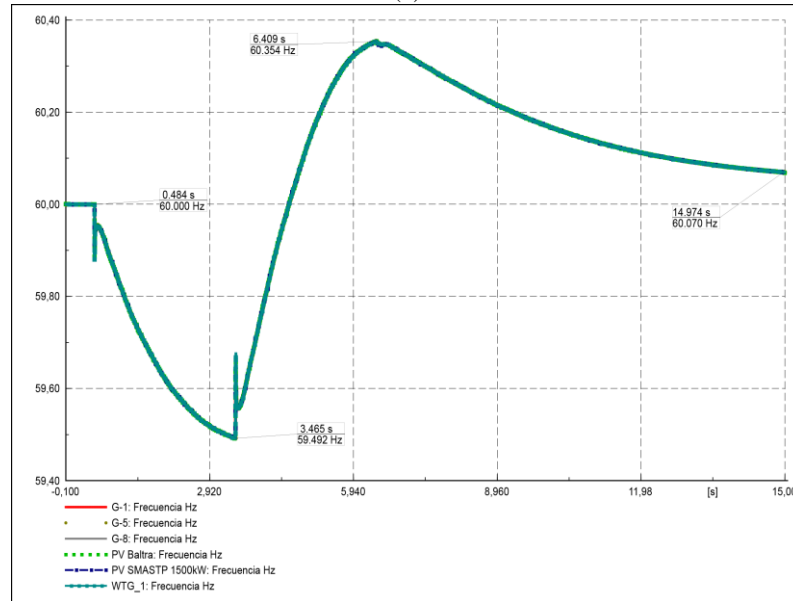
TABLA 7. PASOS DE DESCONEXIÓN Y RESULTADOS ESPERADOS EN PROCEDIMIENTO (A) TRADICIONAL Y (B) OPTIMIZADO

Pasos	Frecuencia		Variación de Frecuencia		$\Delta p$
	Límite Sup.	Límite Inf.	Frecuencia simulada	Frecuencia calculada	
	Aumento de 80 % de Carga		59.49	59.46	-0.4285
5%	60	59.5	60.07	59.97	0.7833
10%	59.5	59.3			
15%	59.3	58.8			
15%	58.8	58			

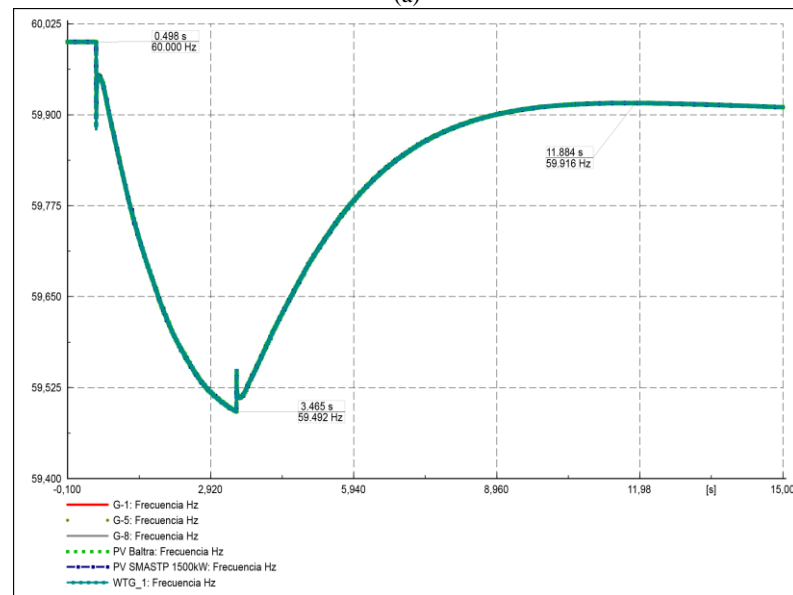
(a)

Pasos	Frecuencia		Variación de Frecuencia		$\Delta p$
	Límite Sup.	Límite Inf.	Frecuencia simulada	Frecuencia calculada	
	Aumento de 80 % de Carga		59.49	59.46	-0.4285
1.57%	60	59.5	59.92	59.61087	-0.0476
11.41%	59.5	59.3			
16%	59.3	58.8			
16%	58.8	58			

(b)

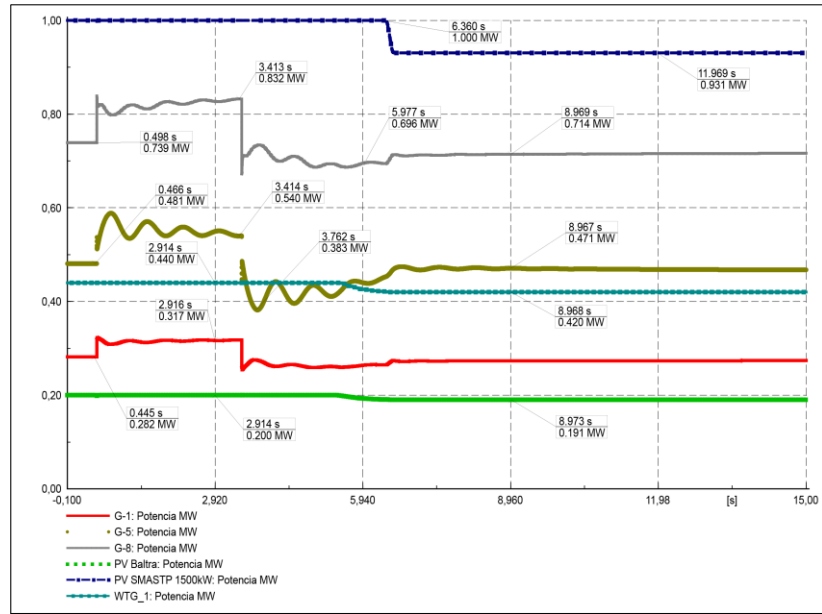


(a)

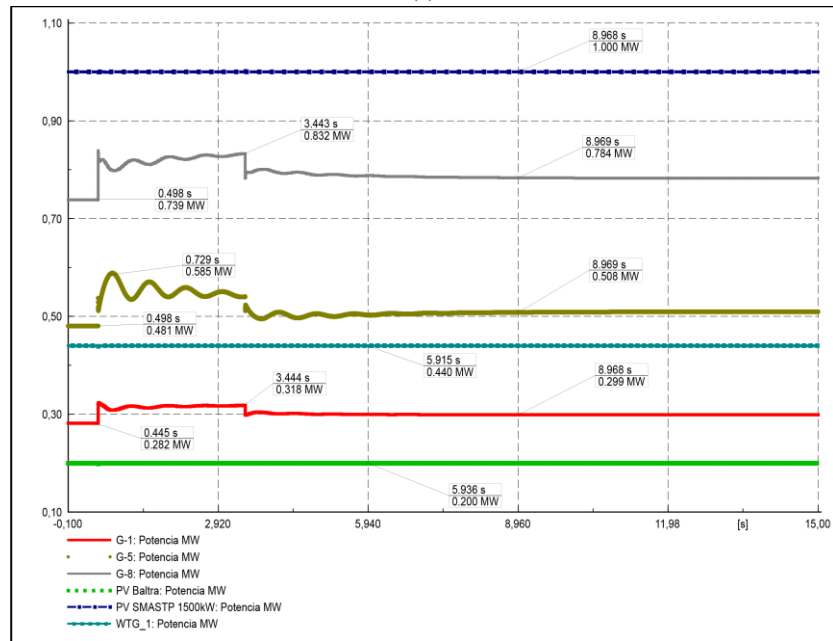


(b)

Figura 11. Comportamiento de la variación  $df/dt$  en el proceso tradicional (a) y optimizado (b) de UFLS.

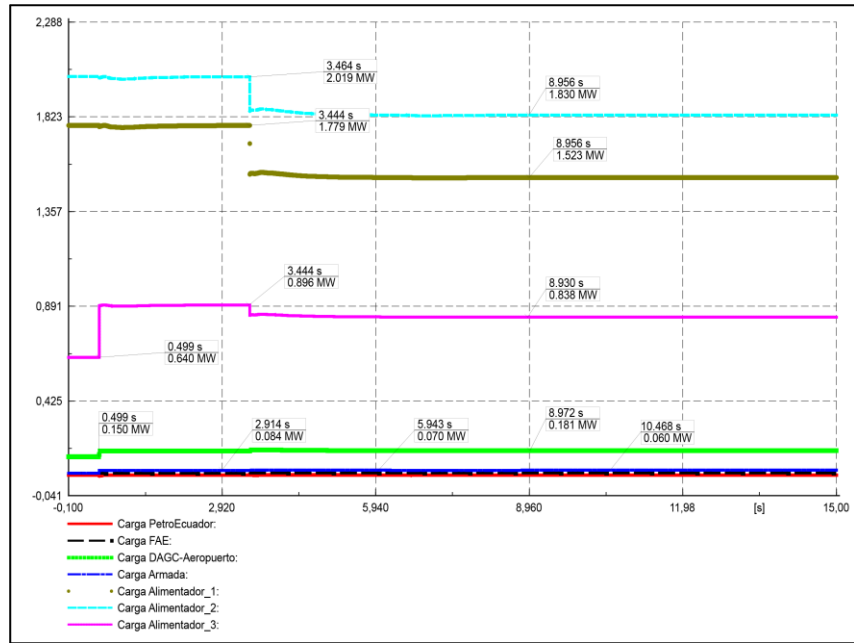


(a)

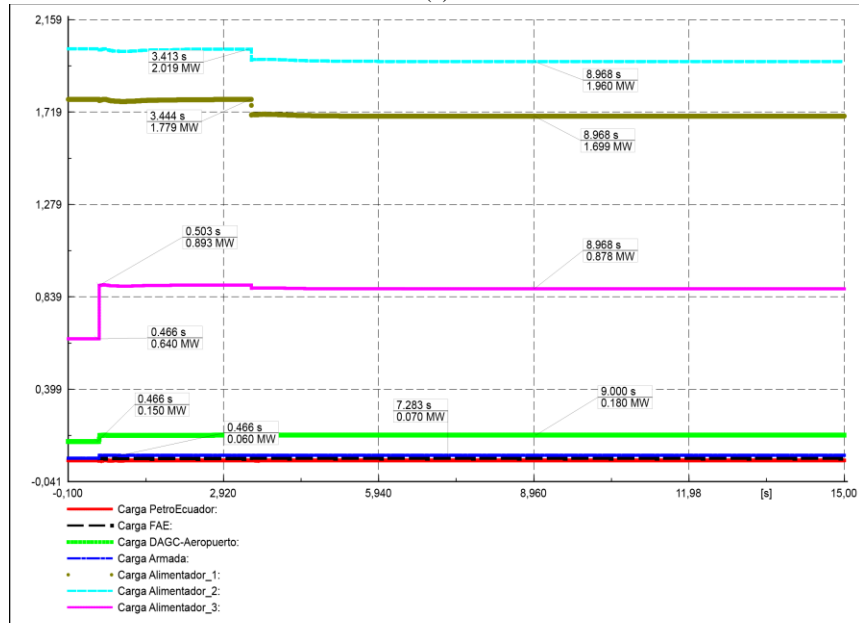


(b)

Figura 12. Comportamiento de generadores del sistema en el proceso tradicional (a) y optimizado (b) de UFLS.

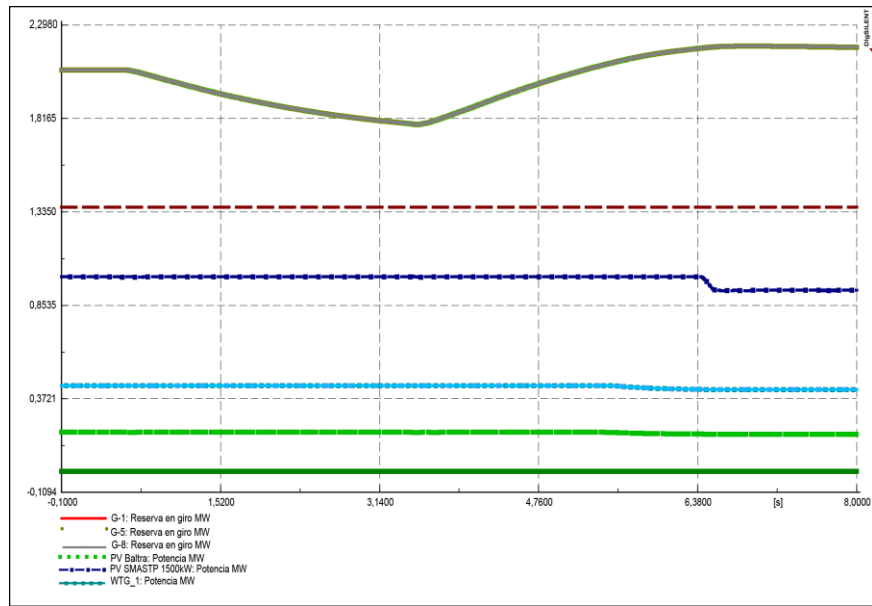


(a)

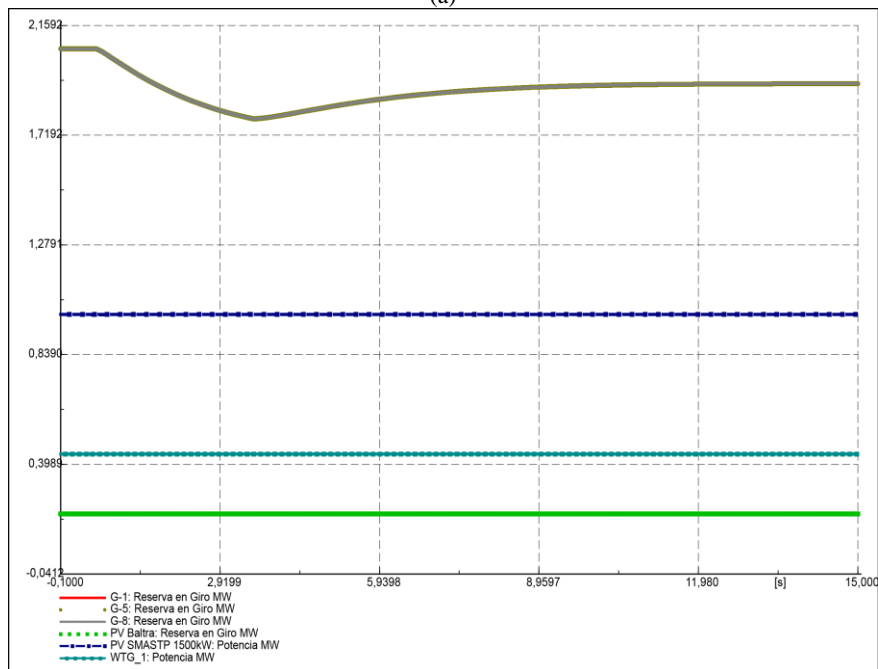


(b)

Figura 13. Comportamiento de cargas del sistema en el proceso tradicional (a) y optimizado (b) de UFLS.



(a)



(b)

Figura 14. Comportamiento de la reserva en giro durante el proceso tradicional (a) y optimizado (b) de UFLS.

## 6. ESTRATEGIA PARA LA DIVULGACIÓN DE LOS RESULTADOS

Dentro de las estrategias de divulgación se plantean las siguientes:

1. Informe escrito final como producto de la tesis. El informe será entregado a biblioteca UPS
2. Jornada Científica de Ingeniería Eléctrica.

## 7. SECTORES BENEFICIADOS

Los sectores beneficiados con el proyecto son los siguientes:

1. Universidad Politécnica Salesiana
2. Grupos de investigación relacionados con el proyecto

### 3. Sectores públicos y privados relacionados al tema de investigación

## 8. **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

- En esta investigación se ha probado la respuesta del sistema referido al cambio de generación- carga en sistemas con generación limitada y como la acción de relés ROCOF influyen para evitar que se force las máquinas generadoras a niveles críticos de funcionamiento que conlleven a la activación de protocolos de seguridad desconectando las mismas y por ende llevando a un blackout del sistema. En tal razón el aumento de generación en este caso renovable y un correcto esquema de desconexión de carga permite que la respuesta de frecuencia del sistema aumente y que se eviten desconexiones de gran escala y que las máquinas de generación base no sean llevadas a límites operativos.
- La variación de la frecuencia y potencia en los sistemas que integran generación renovable a sus esquemas produce que la incertidumbre por el comportamiento del generador (eólico en este caso) que como se explica en 4.1.4, haga que los componentes mecánicos que dependen de circuitería electrónica y de condiciones ambientales (velocidad del viento) como el multiplicador, sean afectados produciendo picos de corriente haciendo que la frecuencia de la corriente del sistema varíe. Sin embargo ante estos comportamientos, los generadores eólicos han implementado arrancadores electrónicos suaves que permiten evitar la variación del accionamiento mecánico al eléctrico de la turbina.
- Los procesos de optimización realizados en este estudio pudieron comprobar que la disminución de potencia de carga desconectada y la desviación de frecuencia antes y después de una perturbación es más cercana a valores nominales que las realizadas con la desconexión con el método tradicional de potencia en tal razón, una implementación de un sistema que calcule las desviaciones de frecuencia y ajuste los pasos de desconexión de relés de frecuencia ayudaría a que exista menor magnitud de desconexión así como un adecuado empleo de máquinas generadoras disponibles que permitan que la reserva en giro se mantenga, precautelando la continuidad de servicio en el sistema.
- En zonas con sistemas interconectados, limitada generación eléctrica y presencia de generación eólica es necesario un adecuado monitoreo y despacho de energía hacia el sistema ya que como se menciona en 4.1.4 en condiciones óptimas de operación las centrales eólicas tienden a desplazar a generadores convencionales teniendo así un cambio en la participación de generación en el sistema eléctrico provocando que los generadores desplazados salgan del sistema y que la reserva en giro disminuya, por el hecho de que un generador diesel demora en sus procesos de conexión y



desconexión del sistema se verían vinculados factores económicos siendo este un tema de análisis para una futura investigación.

- Se encontró que la implementación de generación renovable en los sistemas eléctricos, ha provocado que el despacho del sistema cambie prefiriendo incluso que se prefiera despachar la generación renovable desplazando la base térmica, es así que la variación en las potencias entregadas por las centrales sea diferente, por ello un tema de adecuación para una investigación posterior sería el estudio económico sobre el despacho de centrales así como de energía no suministrada por desconexiones.
- Se recomienda el estudio de un sistema eléctrico con influencia de generación hidráulica y renovable en gran magnitud, para observar como esta influencia de elementos cambia la respuesta del estado del sistema ante una perturbación así como que protocolos de seguridad de las líneas eléctricas de interconexión, transformadores y generadores se puedan adaptar a la utilización del UFLS mejorado, mermando el impacto de la variación de frecuencia y adecuando al sistema para minimizar la potencia de carga desconectada.
- La disminución de la desviación de frecuencia por procesos de optimización ayuda a que la magnitud de desconexiones sean menores, sin embargo para que estos procesos de desconexión puedan darse en forma óptima y precisa se necesitan implementaciones en los sistemas de distribución que permitan sectorizar la apertura de carga. Por medio del uso de sistemas de control de área amplia (*Wide Area Control-WAC*), y el adecuado flujo de información suponiendo la implementación de una red inteligente al sistema el monitoreo de carga y generación distribuida podría ayudar a que incluso la respuesta del sistema mejore evitando que se produzcan desconexiones, o incluso realizando desconexiones dentro de los hogares como se indica en [10], [15], [33].

## 9. REFERENCIAS

- [1] P. A. Laplante, *Electrical Engineering Dictionary*, vol. 1. 2000.
- [2] S. Thompson, "Dictionary of engineering materials.," *Libr. J.*, vol. 129, no. 8, p. 100, 2004.
- [3] T. S. Aghdam and H. K. Karegar, "Settings of ROCOF relays for islanding detection of wind turbine," *APAP 2011 - Proc. 2011 Int. Conf. Adv. Power Syst. Autom. Prot.*, vol. 2, pp. 1402–1405, 2011.
- [4] J. Jara, "Efecto de Generadores Eólicos con Respuesta Inercial en Sistemas de Potencia Hidro- Térmicos," Universidad de Chile, 2014.
- [5] P. M. Anderson, A. A. Fouad, and H. H. Happ, *Power System Control and Stability*, vol. 9, no. 2. IEEE Press Power Engineering Series, 1979.
- [6] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, 1ST editio. New York: McGraw-Hill Professional, 1994.

- [7] S. Massucco and B. Delfino, "Implementation and Comparison of Different Under Frequency Load-Shedding Schemes," *Power Eng. Soc. Summer Meet. 2001 (Volume1)*, pp. 307–312, 2001.
- [8] K. Mazaher and M. Hazlie, *Under-Frequency Load Shedding Scheme for Islanded Distribution Network*, 1st Editio. LAP Lambert Academic Publishing, 2014.
- [9] T. L. Schmitz and K. S. Smith, *Machining Dynamics: Frequency Response to Improved Productivity*. New York: Springer, 2009.
- [10] J. A. Short, D. G. Infield, and L. L. Freris, "Stabilization of Grid Frequency Through Dynamic Demand Control," *Power Syst. IEEE Trans. (Volume22, Issue 3)*, vol. 22, no. 3, pp. 1284–1293, 2007.
- [11] D. Arias, L. Vargas, and C. Rahmann., "WAMS - Based Voltage Stability Indicator Considering Real Time Operation," *Lat. Am. Trans. IEEE (Revista IEEE Am. Lat., vol. 13, no. 5, pp. 1421 – 1428, 2015.*
- [12] F. Kupzog, *Frequency-Responsive Load Management in Electric Power Grids*, 1st Editio. Südwestdeutscher Verlag für Hochschulschriften, 2008.
- [13] F. Shokoooh, J. J. Dai, S. Shokoooh, J. Tastet, H. Castro, T. Khandelwal, and G. Donner, "An Intelligent Load Shedding ( ILS ) System Application in a Large Industrial Facility," *Ind. Appl. Conf. 2005. Fourtieth IAS Annu. Meet. Conf. Rec. 2005 (Volume1)*, vol. 2, no. 949, 2005.
- [14] J. Machowski, J. R. Bumby, and J. Wiley, *Power System Dynamic and Stability*, 1997th ed. Durham: Wiley, 1997.
- [15] Power System Relaying Committee, "IEEE Std C37.117™-2007, IEEE Guide for the Application of Protective Relays Used for Abnormal Frequency Load Shedding and Restoration," New York, 2007.
- [16] F. Gonzalez-Longatt, E. Chikuni, and E. Rashayi, "Effects of the Synthetic Inertia from wind power on the total system inertia after a frequency disturbance," *Proc. IEEE Int. Conf. Ind. Technol.*, no. July, pp. 826–832, 2013.
- [17] M. Vrakopoulou, "An Adaptive Load Shedding Technique for Controlled Islanding," *Power Syst. Comput. Conf.*, vol. 1, pp. 1–7, 2011.
- [18] Z. Liu, W. Fushuan, and G. Ledwich, "An optimal under-frequency load shedding strategy considering distributed generators and load static characteristics," *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 24, no. 1, pp. 75–90, 2014.
- [19] W. Murrell and J. Wang, "Modelling UK Power System Frequency Response with Increasing Wind Penetration," pp. 1–6, 2014.
- [20] B. Liu and D. Thomas, "ROCOF protection in distributed system with noise and non-linear load," *2011 10th Int. Conf. Environ. Electr. Eng. IEEEIC.EU 2011 - Conf. Proc.*, pp. 2–5, 2011.
- [21] H. E. Lokay and V. Burtnyk, "Application of Underfrequency Relays for Automatic Load Shedding," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, no. 3, pp. 776–783, 1968.
- [22] A. Politis and A. F. Gabrielle, "Frequency Actuated Load Shedding and Restoration PART II - IMPLEMENTATION," *Power Appar. Syst. IEEE Trans.*, vol. Volume:PAS, no. 4, pp. 1460–1468, 1970.
- [23] J. A. Laghari, H. Mokhlis, A. Bakar, A. B. Halim, M. Karimi, and A. Shahriari, "An Intelligent Under Frequency Load Shedding Scheme for Islanded Distribution Network," *Power Eng. Optim. Conf. Melaka, Malaysia, 2012 Ieee Int.*, no. June, pp. 40 – 45, 2012.
- [24] R. M. Maliszewski, R. D. Dunlop, and G. L. Wilson, "Frequency Actuated Load Shedding and Restoration Part 1- Philosophy," *Power Appar. Syst. IEEE Trans. (VolumePAS-90, Issue 4)*, no. July 1971, pp. 1452 – 1459, 1972.
- [25] Y. Tofis, L. Hadjidemetriou, and E. Kyriakides, "An intelligent load shedding mechanism for maintaining frequency stability," *PowerTech (POWERTECH), 2013 IEEE Grenoble*, pp. 1 – 5, 2013.
- [26] H. Bevrani, a G. Tikdari, and T. Hiyama, "Power System Load Shedding : Key Issues and New Perspectives," vol. 4, no. 5, pp. 199–204, 2010.

- [27] I. N. Perumal and C. C. Ying, "A Proposed Strategy of Implementation for Load Shedding and Load Recovery with Dynamic Simulations," *Power Energy Conf. 2004. PECon 2004. Proceedings. Natl.*, pp. 185 – 189, 2004.
- [28] L. V. L. Abreu and M. Shahidehpour, "Wind energy and power system inertia," *2006 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet.*, no. JANUARY 2006, 2006.
- [29] Nahid-Al-Masood, R. Yan, and T. K. Saha, "Frequency Response with Significant Wind Power Penetration : Case Study of a Realistic Power System," *PES Gen. Meet. / Conf. Expo. 2014 IEEE*, pp. 1–5, 2014.
- [30] V. Gevorgian, Y. Zhang, and E. Ela, "Investigating the Impacts of Wind Generation Participation in Interconnection Frequency Response," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, pp. 1–9, 2014.
- [31] M. Karimi, H. Mohamad, H. Mokhlis, and A. H. A. Bakar, "A New Approach of Under-Frequency Load Shedding Technique in an Islanded Distribution Network," vol. 7, no. March, pp. 4155–4162, 2012.
- [32] F. Gonzalez-Longatt, "Impact of synthetic inertia from wind power on the protection/control schemes of future power systems: simulation study," *11th IET Int. Conf. Dev. Power Syst. Prot. (DPSP 2012)*, no. July, pp. 74–80, 2012.
- [33] C. F. Ten and P. A. Crossley, "Evaluation of ROCOF Relay Performances on Networks with Distributed Generation," *Dev. Power Syst. Prot. 2008. DPSP 2008. IET 9th Int. Conf.*, pp. 523–528, 2008.